

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов  
Кафедра геофизики  
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»  
Специализация «Геофизические методы исследования скважин»

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

**РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА  
НОВО-ПОКУРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)**

УДК 553.982:550.83(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2211	Капарулин Александр Львович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры геофизики	Номоконова Г. Г.	канд. г.-м. н, доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По геологической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры общей геологии и землеустройства	Бернатонис П. В.	канд. г.-м. н		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой геофизики	Гусев Е. В.	канд. г.-м. н, доцент		

Томск – 2016 г.

### *Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
<b>Универсальные компетенции</b>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
<b>Профессиональные компетенции</b>	
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки,  
специализация «Геофизические методы исследования скважин»

Кафедра геофизики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      \_\_\_\_\_ (Дата)      Гусев Е. В.  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>Дипломной работы</b>
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

<b>Группа 2211</b>	<b>Капарулину Александр Львовичу</b>
------------------------	--

Тема работы:

<b>Результаты анализа геофизических исследований скважин на Ново-Покурском нефтяном месторождении (ХМАО)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2345С от 25.03.2016 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1.06.2016
--	-----------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

Материалы преддипломной геофизической практики в ЗАО ПГО «Тюменьпромгеофизика»; опубликованная литература по теме дипломной работы.

**Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов**

Введение. Геолого-геофизическая характеристика Ново-Покурского нефтяного месторождения: географо-экономический очерк, геолого-геофизическая изученность района работ, геологическое строение месторождения (стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность, петрофизика коллекторов). Методическая часть: Геофизические исследования на Ново-Покурском нефтяном месторождении (применяемые методы и их задачи, геологическая интерпретация геофизических данных). Результаты анализа геофизических исследований скважин на Ново-Покурском нефтяном месторождении: актуальность и цель исследования, результаты исследования. Заключение

**Перечень графического материала**  
(с точным указанием обязательных чертежей)

Обзорная карта Ново-Покурского месторождения;  
Выкопировка из сводного геолого-геофизического  
разреза;  
Выкопировка из «Тектонической карты

	центральной части Западно-Сибирской плиты»; Временные сейсмические разрезы; Каротажные диаграммы по исследованным скважинам.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
По геологической части	Доцент Бернатонис П.В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.03.2016 г.
--	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Номоконова Г.Г.	Канд. г.-м. н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2211	Капарулин А.Л.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 82 с., 22 рис., 4 табл., 11 источников, 0 прил.

*Ключевые слова:* геофизические исследования скважин, Ново-Покурское нефтяное месторождение, Верхнеюрский и Ачимовский нефтегазоносные комплексы, баженовская свита, карбонатизация.

*Объекты исследования* – разрезы Ново-Покурского нефтяного месторождения с полным комплексом геофизических методов, вскрывшие пласты продуктивных Ачимовского и Верхнеюрского горизонтов.

*Цель исследований* – найти геофизические (и геологические) различия в разрезах с продуктивностью пластов в разных нефтегазоносных комплексах.

*В процессе исследования проводились* систематизация геолого-геофизических данных в соответствии с целью исследования, анализ каротажных диаграмм и их интерпретация, формирование геофизических признаков продуктивности разреза \_

*В результате исследования* было выявлено: широкое развитие процессов карбонатизации пород, влияющей на геофизическую характеристику разреза; продуктивность пластов на Ново-Покурском месторождении зависит от их расположения относительно нефтематеринских пород баженовской свиты и интервалов с интенсивной карбонатизацией пород.

*Степень внедрения и область применения:* Результаты исследования были доложены на Международном симпозиуме и приняты к опубликованию. Они могут быть использованы при изучении месторождений Западной Сибири, нефтеносность которых связывают с баженовской свитой (ХМАО, Томская область).

*Экономическая эффективность/значимость работы* определяется выявленными геофизическими признаками нефтеносности разреза.

*В будущем планируется* провести подобные исследования на нефтяных и газовых месторождениях Томской области, продуктивность которых связана исключительно с горизонтом Ю1.

## **Сокращения**

АК – Акустический каротаж

БК – Боковой каротаж

БКЗ – Боковое каротажное зондирование

БМК – Боковой микрокаротаж

ВНК – Водонефтяной контакт

ГИС – Геофизические исследования в скважинах

ГК – Гамма-каротаж (интегральный). Каротаж естественного гамма-излучения горных пород

ИК – Индукционный каротаж

МБК – Микробоковой каротаж

НГК – Нейтронный гамма-каротаж

НКТ – Нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

ПЖ – Промывочная жидкость

ПЗ – Промытая зона. Потенциал-зонд

ПС – Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации

УЭС – Удельное электрическое сопротивление

ФЕС – Фильтрационно-емкостные свойства

Оглавление	
Сокращения.....	6
Введение.....	8
1. ОБЗОРНО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ: Геолого-геофизическая характеристика Ново-Покурского нефтяного месторождения .....	9
1.1. Географо-экономический очерк .....	9
* 1.2. Геолого-геофизическая изученность района работ	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
* 1.3. Геологическое строение месторождения	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
* 1.3.1. Стратиграфия .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
* 1.3.2. Тектоника .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
* 1.3.3 Нефтегазоносность .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
* 1.3.4 Петрофизика коллекторов .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
2. МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ: Геофизические исследования скважин на Ново-Покурском нефтяном месторождении.....	12
2.1. Применяемые методы исследования и их задачи.....	12
2.2. Геологическая интерпретация геофизических данных.....	19
2.2.1. Удельное электрическое сопротивление пласта.....	19
2.2.2. Потенциал собственной поляризации .....	22
2.2.3. Выделение коллекторов и определение эффективных толщин .....	25
3. НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ: Результаты анализа геофизических исследований скважин на Ново-Покурском нефтяном месторождении .....	35
3.1 Актуальность и цель исследования .....	35
3.2 Результаты исследований .....	36
Заключение. ....	46
Список используемой литературы .....	47

## Введение

Ново-Покурское нефтяное месторождение, открытое в 1981 году, расположено в запад-юго-западной части Нижневартовского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области.

Основным нефтеносным объектом на Ново-Покурском месторождении является верхнеюрский горизонт ЮВ<sub>1</sub>, приуроченный к верхней части васюганской свиты. Подсчет запасов (1987г.) произведен для пластов горизонта Ю<sub>1</sub>: Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1a</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Последующими разведочными работами выявлена нефтеносность отложений ачимовской пачки. По геологическому строению Ново-Покурское месторождение является сложным, что обусловлено невыдержанностью коллекторских свойств пластов по площади и разрезу, а так же наличием зон литологического замещения продуктивных коллекторов плотными (карбонатизированными) породами.

На месторождении пробурено не менее 25 поисково–разведочных скважин с отбором керна; отбор керна выполнен также в 12 эксплуатационных скважинах. Во всех скважинах проведен полный комплекс геофизических исследований с целью решения разведочных и эксплуатационных задач.

В выпускной квалификационной работе приведены результаты анализа геофизических исследований скважин на Ново-Покурском нефтяном месторождении. Установлено, что нефтеносность пластов Ачимовского и (или) Верхнеюрского нефтегазоносного комплексов зависит от того, на каком интервале разреза проявился процесс карбонатизации пород, ярко проявленный в геофизических данных.

Материалы исследований доложены на XX Международном симпозиуме имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 7-11 апреля 2016 г. и приняты к опубликованию.



# **1. ОБЗОРНО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ:**

## **Геолого-геофизическая характеристика Ново-Покурского нефтяного месторождения**

### **1.1. Географо-экономический очерк**

Ново-Покурское месторождение расположено в Сургутском и Нижневартовском районах Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области (рис.1.1).

Месторождение находится в пределах Западно-Сибирской равнины на левобережье реки Обь, примерно в 100 км к юго-западу от г. Мегиона, 80 км к юго-востоку от г. Сургута.

Обзорная карта Ново-Покурского месторождения нефти представлена на рис. 1.2.

От г. Мегиона – к месторождению ведет бетонная дорога через переправу у пос. Лангепас, железная дорога Нижневартовск-Тюмень, зимник, нефтепровод к магистральному нефтепроводу Нижневартовск-Омск, газопровод к Южно-Балыкскому ГПЗ, внутренние насыпные дороги, нефте- и газопроводы, кусты эксплуатационных скважин, водозабор, нефтеперекачивающая станция.

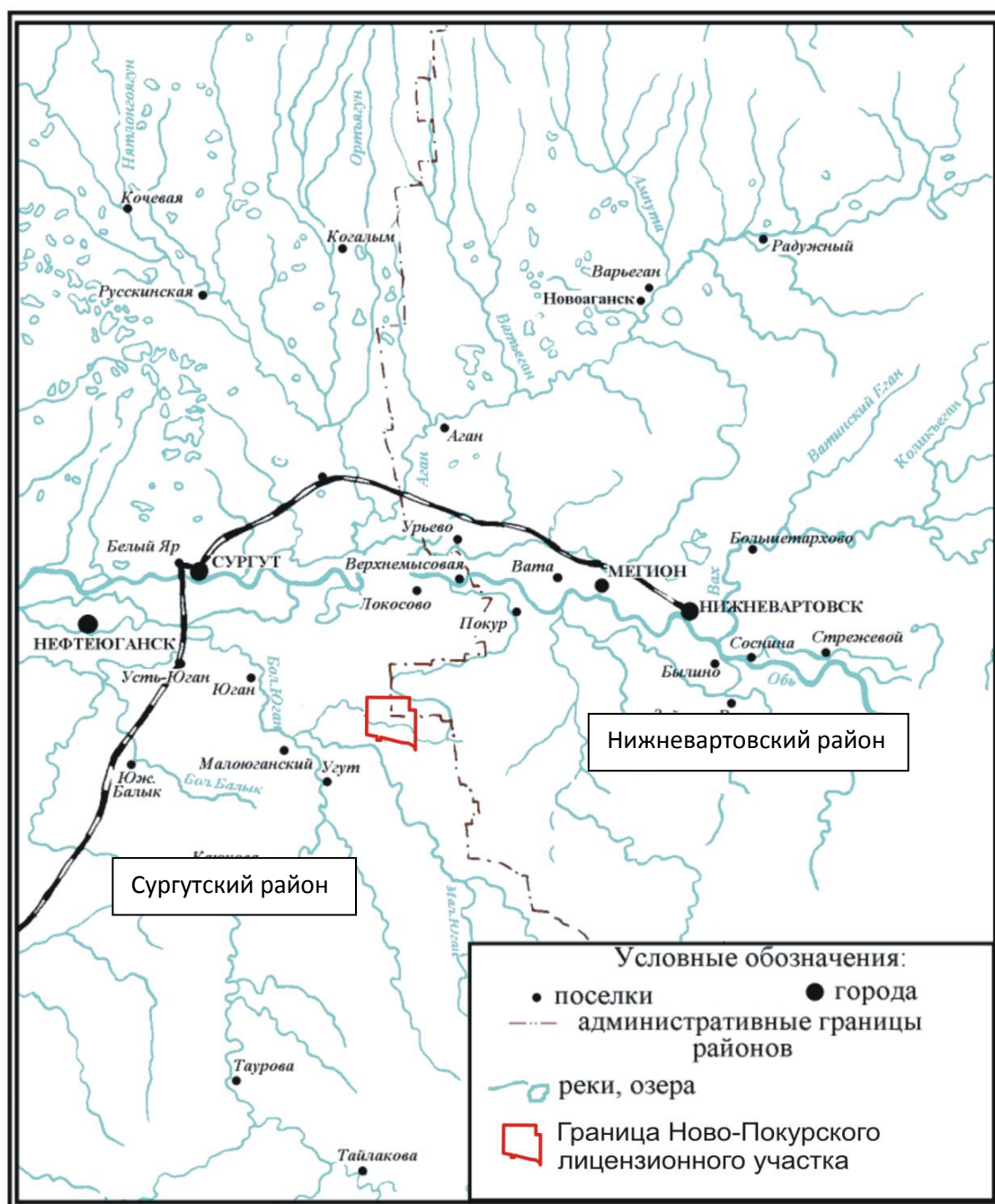
Рельеф местности на площади среднехолмистый, абсолютные отметки высот от 45м до 87м. 89% площади занимает заболоченный лес, 11% - открытая местность.

Леса представлены: лиственными (осина, береза) и хвойными (сосна, ель, пихта, кедр) породами деревьев. Высота стволов – 20м; диаметр – 0,25м; среднее расстояние между деревьями – 3м.

Непосредственно на рассматриваемой территории протекает река Тынкильях: глубина - 1,5-3,5м; ширина - 15-40м; толщина льда в январе на плесах – 0,5-0,6м, на пережимах – 0,3-0,4м, вплоть до образования полыней; ширина поймы 20-60м; крутые берега. Крупный ручей Якутгаигль: глубина – 0,5-2,0м; ширина 10-20м; толщина льда в январе на плесах – 0,3-0,4м, на пережимах – полыньи; ширина поймы – 15-25м; имеются участки с крутыми

берегами, и около двух десятков мелких ручьев: в январе большинство промерзают до дна; по поймам ручьев часто встречаются завалы леса. Озёра отсутствуют.

Толщина снежного покрова в середине января составляет больше одного метра, средние температуры зимы  $-20^{\circ}\text{C}$ , лета  $+15^{\circ}\text{C}$ .



Масштаб 1:2 500 000

Рисунок 1.1 – Обзорная схема района Ново-Покурского лицензионного участка

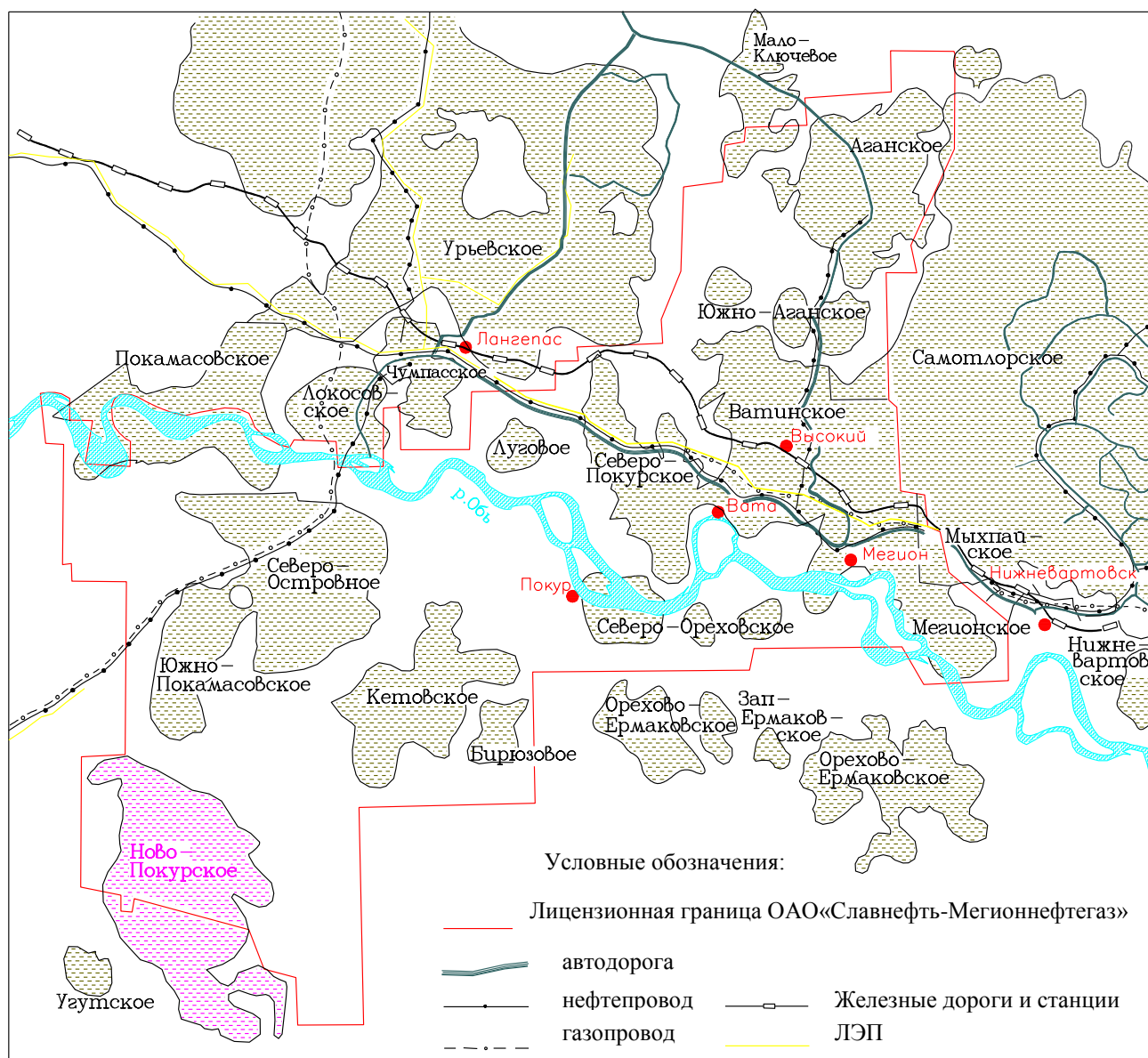


Рисунок 1.2 – Обзорная карта Ново-Покурского месторождения

## **2. МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ:**

### **Геофизические исследования скважин на Ново-Покурском нефтяном месторождении**

Материалы ГИС по Ново-Покурскому месторождению использовались для выделения коллекторов, оценки характера их насыщения и определения подсчетных параметров. Обработка материалов ГИС в продуктивных пластах Ач-БВ<sub>8</sub>, ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> Ново-Покурского месторождения проведена по 328 поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам.

#### **2.1. Применяемые методы исследования и их задачи.**

В поисковых и разведочных скважинах комплекс методов ГИС выполнялся в соответствии с действующими документами: “Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах”, “Временные методические указания по проектированию и проведению геофизических исследований скважин поискового и разведочного бурения на нефть и газ в концерне “Тюменьгеология” (1990г).

Выполнялись следующие комплексы ГИС:

1.Комплекс ГИС для общих исследований геологических разрезов в масштабе глубин 1:500 по всему стволу скважины:

- стандартный каротаж
- индукционный каротаж
- кавернометрия
- радиоактивный каротаж
- инклинометрия
- термометрия
- акустическая цементометрия

2.Комплекс ГИС для детальных исследований геологических разрезов в масштабе глубин 1:200 в интервале продуктивных пластов:

- боковое каротажное зондирование

- микрокаротаж
- боковой каротаж
- индукционный каротаж
- микробоковой каротаж и микрокавернометрия
- кавернометрия
- гамма-каротаж
- радиоактивный каротаж
- гамма-гамма плотностной каротаж
- акустический каротаж
- резистивиметрия

Данный комплекс проведен почти во всех скважинах Ново-Покурского месторождения за исключением аварийных скважин.

Кроме того, в скв. № 271П, 273Р выполнен газовый каротаж. В скв. 237Р выполнены работы с опробователем пластов на кабеле прибором ГДК-1. В скв. 230П выполнен комплекс замеров по определению мест притока. Дополнительно в скв. 272П выполнена запись бокового каротажа аппаратурой БКС-2. В скв. 239Р, 242Р осуществлена привязка интервалов перфорации по ГК.

### ***Стандартный каротаж***

Стандартный каротаж проводился последовательным градиент-зондом размером АО = 2.25 м и потенциал-зондом АМ = 0.5 м с записью ПС. Масштаб записи кривых КС – 2.5 Ом/см, ПС – 12.5 мВ/см. Масштаб глубин – 1:500 по всему стволу от башмака кондуктора до забоя в разведочных скважинах и 1:200 во всех эксплуатационных скважинах в интервале продуктивных пластов. Применяется аппаратура АБКТ, К-3, ЕК-1. Скорость записи кривых 2000 – 2500 м/час. Качество материалов стандартного каротажа, в основном, хорошее.

### ***Боковое каротажное зондирование***

Боковое каротажное зондирование проводилось во всех скважинах в продуктивной части разреза подошвенными градиент-зондами следующих

размеров: АО = 0.45м, 1.05 м, 2.25 м, 4.25 м, иногда АО = 8.5 м и кровельным градиент-зондом N0.5M2.0A. Масштаб записи кривых БКЗ – 2.5 Ом/см в масштабе глубин 1:200. Запись кривых осуществлялась аппаратурой АБКТ, К-3, ЕК-1. Скорость записи кривых 1500–3600 м/час. Материалы хорошего и удовлетворительного качества. Удовлетворительное качество отдельных диаграмм градиент-зондов обуславливается завышением или занижением значений кажущихся сопротивлений на 10%.

### ***Микрозондирование***

Микрокаротаж проводился во всех разведочных и в 20 эксплуатационных скважинах микроградиент-зондом АО.025N и микропотенциал-зондом АО.05М в интервале проведения БКЗ. Широко применяемое на Ново-Покурском месторождении наклонно-направленное бурение не позволило проводить исследования этим методом в большом количестве скважин, что снизило эффективность комплекса ГИС при выделении эффективных толщин. Запись диаграмм одновременная в масштабе глубин 1:200, масштаб регистрации 2.5 Ом/см. Скорость записи 800 – 1200 м/час. Запись кривых осуществлялась приборами Э-1, МДО-3, МК-UZ, Е-2. Материал хорошего или удовлетворительного качества.

### ***Боковой каротаж***

Боковой каротаж проведен практически во всех скважинах в интервале детальных исследований с целью выделения плотных непроницаемых разностей, определения эффективных толщин, определения удельного электрического сопротивления, определения характера насыщения в комплексе с другими методами электрометрии (ИК, БКЗ). Масштаб записи кривых – логарифмический. Скорость регистрации, в основном, не превышает 2500 м/час. Запись кривых осуществлялась приборами АБКТ, БКС-2, К-3, ЕК-1. Качество материалов хорошее и удовлетворительное.

### ***Индукционный каротаж***

Индукционный каротаж проводился в масштабе глубин 1:200 в интервале продуктивных пластов с целью определения характера насыщения

проницаемых пропластков, уточнения положения водонефтяных контактов. Применялась аппаратура ИК-100, ПИК-1М, АИК-5, АИК-М зондами 4Ф0.75, 4И1.0, 6Ф1, 7И1.6. Запись кривых в масштабе 20 мСм/м/см. Скорость регистрации 2000 – 2500 м/час. Нулевая линия уточнялась по данным БКЗ. Качество материала хорошее и удовлетворительное.

### ***Микробоковой каротаж, микрокавернометрия***

Микробоковой каротаж и микрокавернометрия предназначены для выделения плотных прослоев в проницаемых интервалах для уточнения границ пород с различной литологией. Скорость регистрации 1000 – 1500 м/час. Аппаратура МБКУ, АБКТ, Е-1, Е-2, МК-М, МК-UZ, МК-АГАТ. Микробоковой каротаж и микрокавернометрия проводились практически во всех скважинах, у которых угол наклона ствола скважины менее 15°. Процент выполнения составляет 76 % и 63 %, соответственно. Качество материала хорошее.

### ***Кавернометрия***

Кавернометрия проводится с целью определения диаметра скважины и разделения пород на коллекторы и неколлекторы. Кавернометрия проводилась приборами СКП-1, Е-1, Е-2 в интервале БКЗ в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи диаметра скважины 2 см/см, скорость регистрации не превышает до 2000 м/час. Качество материала хорошее.

### ***Радиоактивный каротаж***

Радиоактивный каротаж проводился как в обсаженных колонной эксплуатационных скважинах, так и в разведочных скважинах в открытом стволе и обсаженных колонной с целью литологического расчленения геологических разрезов, выделения в проницаемых пропластках плотных и глинистых интервалов, аппаратурой ДРСТ-3-90, СРК, РКС-3.

В качестве индикаторов ГК применялись кристаллы NaJ (Тl), основной размер 40\*80 мм, для НКТ – ЛДНМ, основной размер 30\*60 мм, также кристаллы СДК – размером 25\*63 мм и СДН с размером, 40\*80 мм и

40\*40 мм. Для записи применялись источники нейтронов плутониево-бериллиевые мощностью от 1.06 до  $1.09 \cdot 10^7$  н/сек.

Запись кривых ГК проводилась, в основном, эталонированными каналами, в масштабе ГК– 0.5-1 мкР/ч/см, кривых НКТ – 0.2 усл.ед./см. В масштабе глубин 1:200 (интервал БКЗ) скорость регистрации в зависимости от постоянной интегрирующей ячейки изменялась от 150 до 300 м/час, в остальной части разреза 1:500 скорость регистрации изменялась от 500 до 800 м/час. Качество материала, в основном, хорошее и удовлетворительное.

### ***Плотностной гамма-гамма каротаж***

Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П) был выполнен только в разведочных скважинах – 3.3% в масштабе глубин 1:200. Индикатором гамма-излучения использовался сцинтилляционный счетчик, состоящий из фотоумножителя ФЭУ-74А и кристалла NaI(Tl) размером 30\*70 мм для большого зонда и 24\*40 мм для малого зонда. Для записи применялся цезиевый источник –  $\text{Cs}^{137}$ , активностью до 100 мг\*экв.Ра.

Плотностной гамма-гамма каротаж проводился приборами РКП-2, СГП, СГП-2. Малый объем исследований, недостаточное метрологическое обеспечение и не всегда удовлетворительное качество записи плотностного гамма-гамма каротажа ограничивает применение его для определения коэффициента пористости.

### ***Акустический каротаж***

Акустический каротаж (АК) был выполнен в разведочных скважинах аппаратурой СПАК-4, СПАК-2Т, АКВ-1, УЗБА-21, АК-1М с регистрацией динамических ( $A_1$ ,  $A_2$ ,  $\alpha$ ) и кинематических ( $T_1$ ,  $T_2$ ,  $\Delta T$ ) характеристик упругих волн. Масштаб записи кривых  $T_1$  и  $T_2$  – 50 мкс/м/см,  $\Delta T$  – 20 мкс/м/см. Скорость регистрации не превышала 1100 ÷ 2500 м/ч. Качество материалов удовлетворительное. Качество амплитудных кривых не оценивалось. Малый объем полученных материалов не позволяет рекомендовать данный метод для количественного определения коэффициента пористости при подсчете запасов.



### ***Резистивиметрия***

Резистивиметрия проводится с целью определения удельного электрического сопротивления промывочной жидкости в стволе скважины. Масштабы записи кривых – 0.5 Ом/см. Скорость записи 2000–2500 м/час. При интерпретации данные скважинного резистивиметра контролировались по данным БКЗ.

### ***Инклинометрия***

Инклинометрия проведена почти во всех скважинах для определения абсолютных отметок и эффективных толщин пласта и определения местоположения точки вскрытия пласта скважиной. Инклинометрия проводилась приборами КИТ, ИТ по всему стволу скважины. Точечные замеры осуществлялись через 20 м, в наклонных скважинах через 10 м. Качество материала хорошее, однако точность измерений не всегда обеспечивает надежное определение местоположение пластов, что приводит к погрешностям в определении абсолютных отметок пластов и границ ВНК.

### ***Термометрические исследования***

Термометрические исследования (ОЦК) проводятся с целью отбивки высоты подъема цементного кольца за колонной, контроля за тепловым режимом скважины, расчета геометрического градиента, а также для определения перетоков за колонной, оценки технического состояния скважины. Запись проводилась термометрами Т-5, ТЭГ-5 в масштабе глубин 1:500, масштаб записи кривой температуры 0.5°C/см, скорость записи 1000 м/час. Материалы удовлетворительного качества.

### ***Акустическая цементометрия***

Акустическая цементометрия (АКЦ) проводится с целью определения качества сцепления цементного камня с обсадной колонной и герметичности затрубного пространства скважины. Запись кривых АКЦ – Ар (амплитудный), Тр (временной) проводилась аппаратурой АКЦ-1, АКЦ-4 в масштабе глубин 1:500 и 1:200. Скорость регистрации 600-2000 м/час. Материалы, в основном, удовлетворительного качества.

### ***Газовый каротаж***

Газовый каротаж выполнен в скважинах № 271П, 273Р с использованием станции АГКС – 4АЦ. При этом производилась регистрация параметров бурового раствора и анализ газовойздушной смеси на хромотермограмме ХГ-ІГ.

## **2.2. Геологическая интерпретация геофизических данных.**

Геологические особенности разреза, технология бурения, набор геофизических методов каротажа, методики проведения измерений позволяют провести по данным ГИС обоснованное выделение коллекторов и продуктивных пластов, определение эффективной толщины пластов, коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, проницаемости, определения положений разделов «нефть-вода». Для повышения достоверности выделения коллекторов и определения подсчётных параметров применялись методики интерпретации, в основу которых положено различное влияние фильтрационно-ёмкостных свойств пород на разные методы каротажа.

### **2.2.1. Удельное электрическое сопротивление пласта**

Определение характера насыщения коллекторов и установление их промышленной нефтенасыщенности основано на определении удельного электрического сопротивления  $\rho_{\text{п}}$  породы в её неизменной части (незатронутой зоной проникновения фильтрата бурового раствора в пласт) и сравнении полученных значений  $\rho_{\text{п}}$  с критическими величинами этого параметра. Эффективность решения этой задачи определяется надёжностью определения  $\rho_{\text{п}}$ .

Удельное электрическое сопротивление ( $\rho_{\text{п}}$ ) пластов используется для оценки характера насыщения коллекторов и определения коэффициента нефтенасыщенности.

Наиболее полная охарактеризованность пластов-коллекторов удельным сопротивлением достигается путем комплексной интерпретации электрических и электромагнитных методов ГИС в программе “GeoOffice Solver99” (Тверьгеофизика), в основе которой заложены общепринятая методика БКЗ и комплексные палетки ВНИИгеофизики с использованием кривых ИК, БК и малых градиент-зондов.

Используемый вариант комплекса содержит программу, обеспечивающую:

- оценку удельного сопротивления бурового раствора по БКЗ;
- введение поправок и эталонировку показаний ИК по БКЗ;
- определение УЭС пород по комплексу зондов БКЗ, БКЗ+ИК+ БК, ИК+БК;
- оценку качества электрометрических измерений.

При обработке диаграмм БКЗ, БК, ИК проводилась корректировка масштабов записи в программе “Solver99” в автономном режиме.

С этой целью в разрезе выделялся опорный непроницаемый пласт (однородный неуплотнённый аргиллит) значительной толщины ( $>4$  м). Чаще всего, это глинистая толща, разделяющая пласты ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> и высокоомный пласт – в данном случае интервал баженовской свиты показания, в которой должны составлять не менее 10-15 мСм/м.

Удельное сопротивление зоны проникновения определялось по кажущемуся сопротивлению малых градиент-зондов БКЗ.

Удельное сопротивление промывочной жидкости, необходимое для надежной интерпретации данных БКЗ, уточнялось по данным БКЗ против непроницаемых пластов большой толщины.

Достаточно надежное определение величины  $\rho_{\pi}$  коллекторов по диаграммам БКЗ возможно лишь в пластах толщиной больше 4 м. На Ново-Покурском месторождении в интервалах ачимовских и юрских отложениях таких пластов незначительное количество. Обработка материалов БКЗ показала, что для нефтеносных пластов характерно повышающее проникновение ПЖ глубиной до 4 D/d, водоносных – до 8 D/d. Для пластов толщиной менее 4 м, но более 1.6 м оценка  $\rho_{\pi}$  определялась по комплексу исследований ИК, БК, БКЗ. На рис. 2.1, 2.2 представлено сопоставление  $\rho_{\pi}$ , полученное по БКЗ и ИК, из которого видна достаточная сходимость  $\rho_{\pi}^{\text{БКЗ}}$  и  $\rho_{\pi}^{\text{ИК}}$  для продуктивных пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>. Коэффициент отношения

удельного электрического сопротивления, определённого по ИК и по БКЗ достаточно высокий (0.99-1.0).

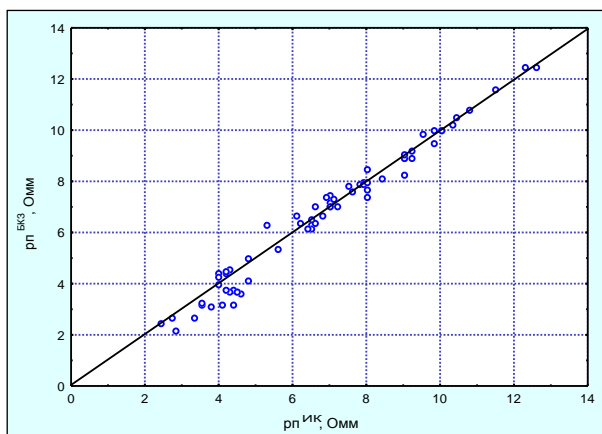


Рисунок 2.1 – График сопоставления УЭС, определённого по ИК и БКЗ пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ново-Покурского месторождения

В пласте Ач-БВ<sub>8</sub> различия в УЭС в разведочных скважинах увеличиваются и приобретают односторонний характер для водоносных и нефтеносных коллекторов, т.е. значения  $\rho_{п}$  по ИК выше  $\rho_{п}$  по БКЗ в среднем в 1.24 раза при среднем уровне сопротивлений от 5 до 10 Омм.

Поэтому в разрезе ачимовских отложений показания ИК в разведочных скважинах, если нельзя было обработать БКЗ, после проверки качества корректировались для учета влияния зоны повышающего проникновения путем деления на поправочный коэффициент  $K = 1.24$ , т. е.

$$\rho_{п,ИК}^{испр} = \rho_{п,ИК}^{исх} / K, \text{ где } K = \rho_{п,ИК}^{исх} / \rho_{п,БКЗ}.$$

В эксплуатационных скважинах, в которых размеры зон проникновения гораздо меньше, чем в разведочных, и составляют не более 4-6 D/d,  $\rho_{п}^{ИК}$  незначительно отличается от  $\rho_{п}^{БКЗ}$ , так как 4-6 D/d практически не влияет на показания ИК и коэффициент  $K = \rho_{п}^{ИК} / \rho_{п}^{БКЗ}$  в среднем равен 0.99. Поэтому в эксплуатационных скважинах в УЭС по ИК не вводили поправочный коэффициент за влияния зоны повышающего проникновения.

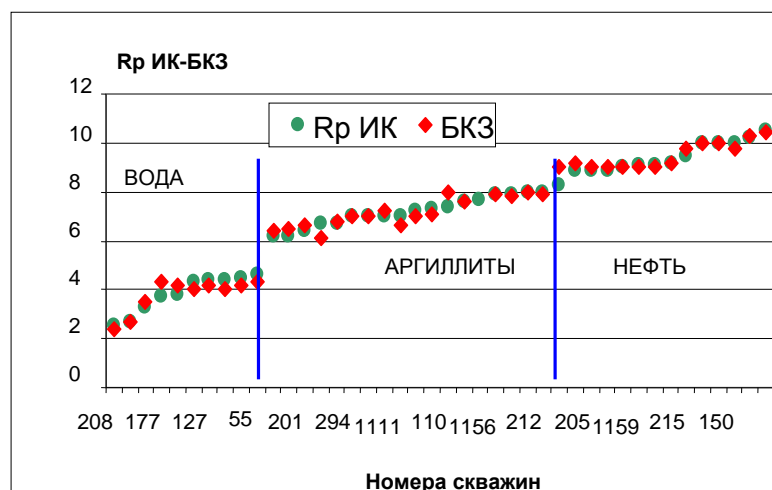


Рисунок 2.2 – График сопоставления УЭС, определённого по ИК и БКЗ пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> Ново-Покурского месторождения

Надежность оценки  $\rho_{\text{п}}$  коллекторов зависит от степени однородности прослоя, его мощности, качества исходного материала ГИС и др. В тонких прослоях (менее 0.6 м) оценка  $\rho_{\text{п}}$  не определялась, так как является ненадежной из-за экранирующего влияния вмещающих пород, влияния зоны проникновения и искажений  $\rho_{\text{к}}$  в зонах экрана.

Для прослоев (0.6 м < Нэф < 1.4 м), где  $\rho_{\text{п}}$  не удалось определить по сводным палеткам, оно принималось по индукционному каротажу ИК с учетом необходимых поправок за скин-эффект, согласно требованиям инструкции по интерпретации диаграмм методов электрического каротажа

### 2.2.2. Потенциал собственной поляризации

Потенциал собственной поляризации  $U_{\text{пс}}$  возникает на поверхности соприкосновения горных пород с различной литологией или минерализацией пластовых вод. Установлено, что ПС зависит от глинистости пород. В чистых песчаниках  $U_{\text{пс}}$  достигает максимальной (статической) величины, равной  $E_{\text{пс}}$ .

$$U_{\text{пс}} = K_{\text{да}} [1 + 0.05(t - 20)] * \lg \rho_{\text{ф}} / \rho_{\text{с}} ; \quad (2.1)$$

где:  $K_{\text{да}}$  - диффузионно-адсорбционный коэффициент, зависящий от литологии пласта. В чистых песчаниках  $K_{\text{да}} = 70$  мВ, а  $U_{\text{пс}}$  достигает максимального значения равного  $E_{\text{пс}}$ ;  $t$  - температура пласта в градусах Цельсия;  $\rho_{\text{ф}}$ ,  $\rho_{\text{в}}$  - удельное электрическое сопротивление, соответственно бурового фильтрата и пластовой воды.

Поскольку  $U_{\text{пс}}$ , кроме литологии пласта зависит от  $t$ ,  $\rho_{\text{ф}}$  и  $\rho_{\text{в}}$ , то для освобождения от них используется относительный параметр  $\alpha_{\text{пс}}$ , т. е:

$$\alpha_{\text{пс}} = (U_{\text{пс}} / E_{\text{пс}} \nu) - (U_{\text{пс}}^{\text{вм}} / E_{\text{пс}}) * (1 - \nu / \nu); \quad (2.2)$$

где:  $\nu$  - поправка за ограниченную толщину и сопротивление пласта для условия отсутствия проникновения раствора [2];

$U_{\text{пс}}^{\text{вм}}$  - амплитуда ПС вмещающих пород.

Относительный параметр  $\alpha_{\text{пс}}$  используется при выделении пород-коллекторов для определения фильтрационно-емкостных свойств пород, а также при комплексной интерпретации методов ГИС. Использование относительного параметра  $\alpha_{\text{пс}}$  позволяет исключить ошибки, возникающие при определении величины ПС за счет неточности масштаба записи кривой в различных условиях для отдельных скважин.

При определении относительных аномалий ПС в ачимовских и юрских отложениях Ново-Покурского месторождения использовалась общепринятая методика.

На уровне усредненных максимальных показаний на кривой ПС, соответствующих в разрезе отложениям глин, проводилась опорная “линия глин”. От линии глин отсчитывалась величина наблюдаемой аномалии ПС для всех исследуемых пластов-коллекторов. Обработка ПС в скважинах была выполнена в программе “Geooffice Solver 99”, где предусмотрен расчет относительного параметра  $\alpha_{\text{пс}}$ .

Так как минерализация пластовых вод в интервале продуктивной толщи разреза скважины меняется, то в качестве опорного пласта для пород-коллекторов выбирался однородный чистый пласт с максимальным значением  $U_{\text{пс}}$  для пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> – это пласты ЮВ<sub>1-2</sub>, для ачимовских отложений – пласты БВ. В юрских отложениях водоносный пласт с максимальной амплитудой ПС вскрыт лишь в некоторых разведочных скважинах в пласте ЮВ<sub>2</sub>. При отсутствии водоносного пласта ЮВ<sub>2</sub> в разрезе скважины использовались показания против пластов БВ.

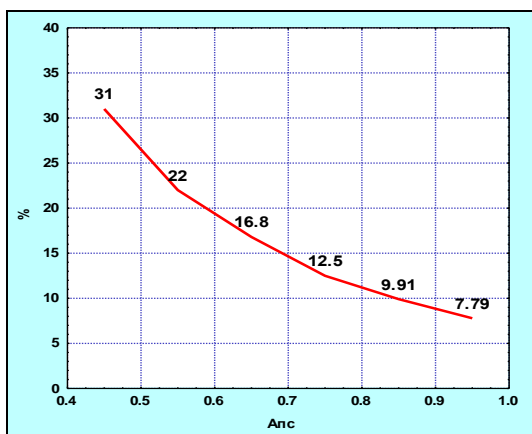
Для пласта Ач-БВ<sub>8</sub> распределения эффективных толщин по относительному параметру  $\alpha_{\text{пс}}$  представлены на рис. 2.3, из которого видно, что 71.5% ачимовские отложения содержат глинистые коллектора ( $\alpha_{\text{пс}} = 0.2 \div 0.7$ ).

По продуктивному пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> построены распределения эффективных толщин по относительному параметру  $\alpha_{\text{пс}}$  Ново-Покурского месторождения (рис. 2.3).

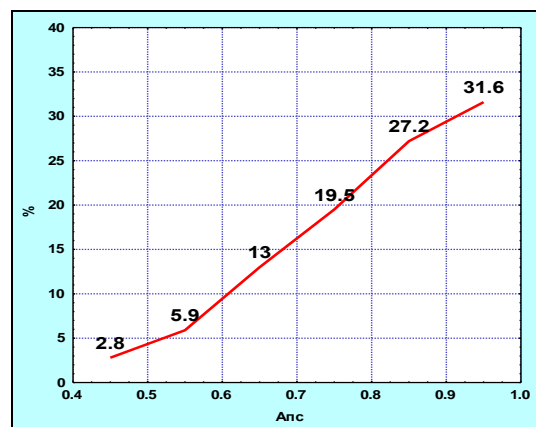
Из анализа полученных распределений следует, что пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Ново-Покурского месторождения представлен как “чистыми” (от 27.2 до 31.6 %), так и глинистыми коллекторами (от 2.8 до 19.5 %).

Гистограмма распределения  $\alpha_{\text{пс}}$  пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> представлена на рис. 2.4. Как следует из рисунка, диапазон  $\alpha_{\text{пс}}$  для коллекторов изменяется от 0.4 до 1.0. Модальное значение равно 0.97, среднее значение составляет 0.84. По сравнению с подсчетом запасов нефти 1987г. они уменьшились, что, очевидно, связано с вскрытием более глинистых пластов эксплуатационными скважинами.





Пласт Ач-БВ<sub>8</sub>



пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>

Рисунок 2.3 – Распределения эффективных толщин по величине относительного параметра  $\alpha_{пс}$  продуктивных пластов Ново-Покурского месторождения

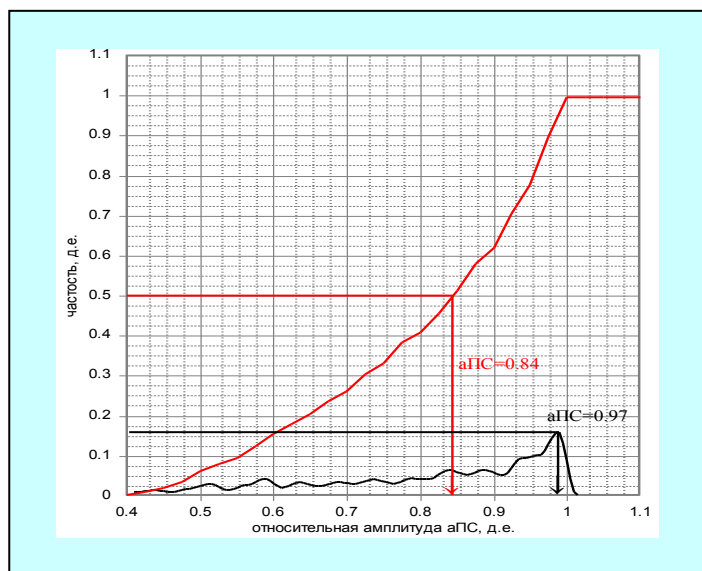


Рисунок 2.4 – Интегральное (1) и дифференциальное (2) распределения относительного параметра  $\alpha_{пс}$  пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>

### 2.2.3. Выделение коллекторов и определение эффективных толщин

Точность подсчета запасов нефти и растворенного газа продуктивных пластов зависит от того, насколько достоверно оценены эффективные толщины продуктивных коллекторов, установлено положение водонефтяного контакта, то есть правильно определены объёмы залежей.

Обработка материалов ГИС в отложениях продуктивных пластов Ач-БВ<sub>8</sub>, ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> Ново-Покурского месторождения проводилась для

выделения эффективных толщин, их оценки характера насыщения и определения подсчетных параметров.

Выделение эффективных толщин в продуктивных пластах проводилось по качественным и количественным признакам.

### **Выделение коллекторов по качественным признакам ГИС**

В разведочных скважинах в продуктивных пластах Ач-БВ<sub>8</sub>, ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> Ново-Покурского месторождения выделение коллекторов проводилось по прямым качественным признакам, которые основаны на проникновении фильтрата бурового раствора в пласт, на формировании глинистой корки. Установленный факт наличия проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт является достаточным признаком для отнесения его к коллекторам [1].

Технология бурения скважин на данных месторождениях способствует выделению коллекторов по качественным признакам, регистрируемых геофизическими методами:

- сужение диаметра скважины, по сравнению с номинальным диаметром скважины, которое фиксируется по кавернограмме, микрокавернограмме, профилометрии;
- наличие положительных приращений значений кажущихся сопротивлений на диаграммах микрозондов;
- наличие радиального градиента сопротивления, устанавливаемого по материалам разноглубинных установок электрического каротажа (БКЗ, БК, МБК, ИК);
- отрицательная аномалия на кривой ПС;
- низкая естественная радиоактивность по кривой ГК;
- средние между плотными пластами и пластами глин показания на диаграммах нейтронного и акустического каротажа.

Выделение плотных прослоев проводилось по комплексу методов: МК, БМК, БК, БКЗ, КВ, ГК, НКТ из которых для отбивки границ преимущество отдается показаниям МК, БМК, БК и малых градиент-зондов.

При качественном разделении необходимо было учитывать, что равнозначными признаками плотных прослоев на диаграммах БМК, БК обладают также и интервалы нефтесодержащих коллекторов.

Известковистые прослои в интервалах песчаников на кривой ПС не отражаются, поэтому в данных случаях для исключения этих прослоев из эффективной толщины использовались данные КВ, НКТ, МК.

Таким образом, для выделения коллекторов привлекался практически весь комплекс ГИС.

Наличие прямых качественных признаков определяется характером разреза скважины, литотипом коллекторов, флюидом, заполняющим поровое пространство и находится в прямой зависимости от соблюдения технологии вскрытия пласта, особенно от типа промывочной жидкости.

Технология проводки скважин, параметры ПЖ, а также методики проведения ГИС обеспечивают получение прямых качественных признаков, являющихся едиными для нефти - водосодержащих пластов-коллекторов практически во всех скважинах. Они являются достаточными для выделения коллекторов и подтверждены результатами опробования проницаемых пластов.

### **Выделение коллекторов по количественным признакам ГИС и оценка нижнего предела фильтрационно-емкостных свойств по керну**

В эксплуатационных наклонных скважинах с ограниченным комплексом ГИС ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> (отсутствие МК, МБК, КВ) для выделения проницаемых пластов кроме качественных признаков использовались косвенные количественные критерии коллекторов, базирующиеся на использовании статистической совокупности значений параметров, разделяющих все пласты на два класса: коллекторы и неколлекторы, а

именно, значения различных геофизических параметров, соответствующих границе коллектор-неколлектор.

Выделение коллекторов по количественным признакам основано на следующих предпосылках:

1. Породы-коллекторы отличаются от вмещающих пород-неколлекторов по величине пористости, проницаемости, глинистости а, следовательно, и по связанным с ними значениям параметров ГИС, отражающих эти свойства;

2. Граница между коллекторами и неколлекторами характеризуется граничными (критическими) значениями ФЕС – пористости ( $K_p$ ), проницаемости ( $K_{пр}$ ), содержанием остаточной воды ( $K_{ов}$ ) и связанными с этими свойствами граничными значениями параметров ГИС.

Для более объективного выделения пород-коллекторов применяются косвенные признаки, основанные на использовании количественных критериев, то есть значений геофизических параметров ( $\alpha_{пс}$ ,  $\beta_{п}$ ) и фильтрационно-емкостных свойств пород ( $K_p$ ,  $K_{пр}$ ,  $K_{ов}$ ), соответствующих границе “коллектор-неколлектор”.

К настоящему времени известно достаточно много подходов к определению граничных значений ФЕС, в основе которых лежат различные зависимости между петрофизическими свойствами пород, данными ГИС, гидродинамических методов и испытаний скважин.

При всем разнообразии методик большинство исследователей за нижний предел ФЕС принимают такие значения  $K_p$ ,  $K_{пр}$ , начиная с которых возможна фильтрация углеводородов (УВ).

В данной работе был использован именно этот подход определения критических параметров ФЕС, исходя из эффективной (динамической) пористости, рассчитываемой по керну [3].

В этом случае граничные значения  $K_p$ ,  $K_{пр}$  и  $K_{ов}$  устанавливаются путем сопоставления их с величинами эффективной ( $K_{пэ}$ ) или динамической ( $K_{пд}$ ) пористостями, рассчитываемыми по формулам:

$$K_{nэ} = K_n * (1 - K_{ов}); \quad (2.3)$$

$$K_{нд} = K_n * (1 - K_{ов} - K_{но}); \quad (2.4)$$

где:  $K_{ов}$  и  $K_{но}$  соответственно, коэффициенты остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности. Порода приобретает свойства продуктивного коллектора, т.е. может отдавать нефть при  $K_{пд} > 0$ .

Для расчета динамической скорости ( $K_{пд}$ ) необходимо наличие замеров на образцах керна и  $K_{ов}$  и  $K_{но}$ .

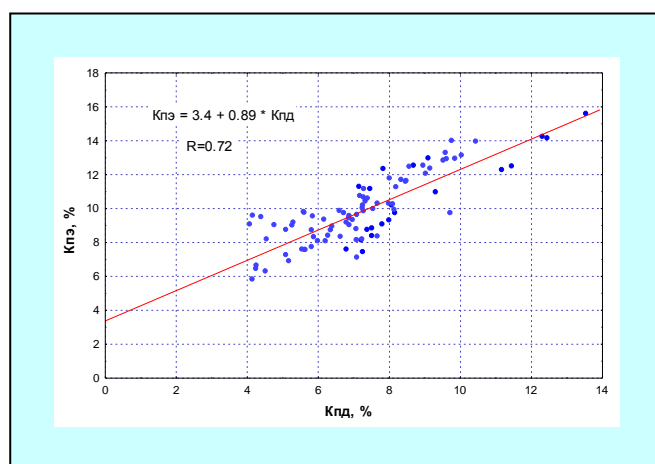
В качестве исходной информации для продуктивных пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>12</sub> были взяты лабораторные определения остаточной нефтенасыщенности по керну из скважин: № 223П, 232Р, 233Р, 238Р, 243П, 272П, 273Р, 291Р, 320, 1193.

В результате статистической обработки керновых материалов по определению остаточной нефтенасыщенности в пластах ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> были построены корреляционные связи и рассчитаны аппроксимирующие уравнения по следующим сопоставлениям:  $K_{пэ} = f(K_{пд})$ ,  $K_{п} = f(K_{пэ})$ ,  $K_{пр} = f(K_{пэ})$ , где указаны аппроксимирующие уравнения связи (рис.2.5-2.7).

Для пласта ЮВ<sub>1</sub> Ново-Покурского месторождения по лабораторным анализам керна построены корреляционные зависимости “керна-керна”  $K_{пр} = f(K_{вс})$  (рис. 2.8).

Приведенные эмпирические зависимости  $K_{п} = f(K_{пр})$ ,  $K_{пр} = f(K_{вс})$  для продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub> позволяют уточнить нижние пределы пористости  $K_{п}$ ,  $K_{пр}$ ,  $K_{ов}$ .

Рисунок 2.5 – Зависимость коэффициента эффективной пористости ( $K_{пэ}$ ) от динамической пористости ( $K_{пд}$ ) пласта ЮВ<sub>1</sub>



Нулевому значению  $K_{пд}$  (рисунок 2.5) соответствует величина  $K_{пэ}=3.4\%$ , то есть при величине  $K_{пэф}>3.4\%$  все породы продуктивных пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> были отнесены к коллекторам.

Полученные через граничное значение  $K_{пэ}^{гр}=3.4\%$ , граничные значения открытой пористости ( $K_{п}$ ) и проницаемости ( $K_{пр}$ ) имеют следующие значения:

$$K_{п}=12.0 \%, K_{пр}=0.3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$$

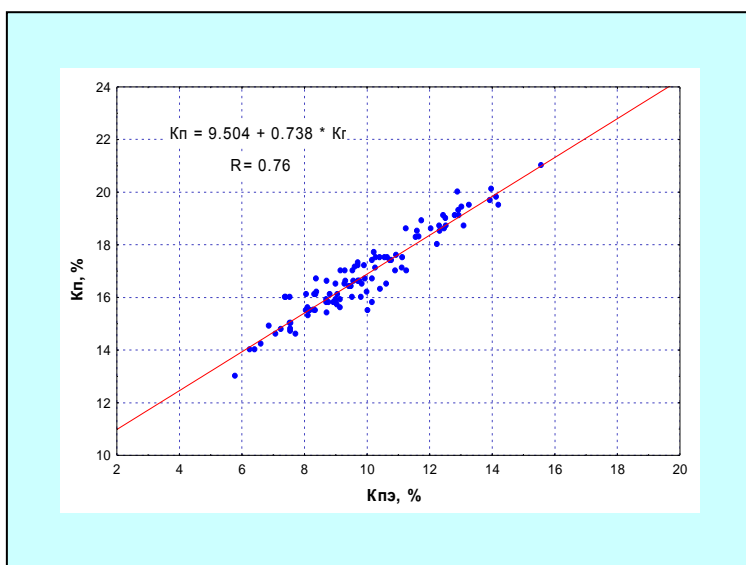
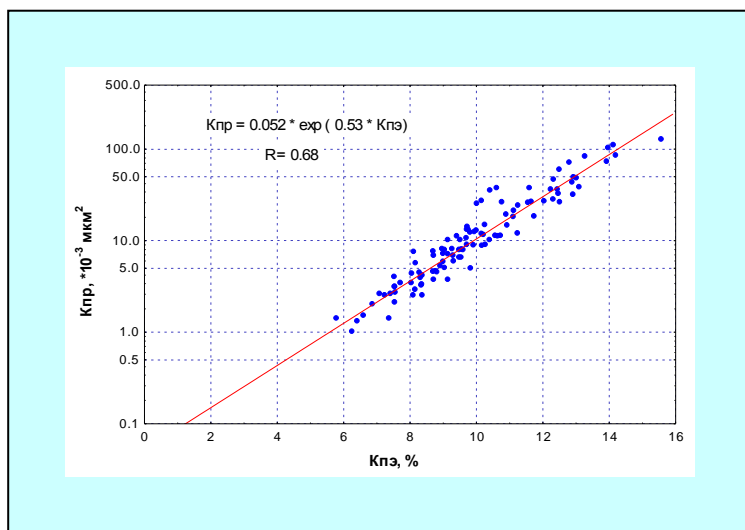


Рисунок 2.6 – Зависимость коэффициента открытой пористости ( $K_{п}$ ) от эффективной пористости ( $K_{пэ}$ ) пласта ЮВ<sub>1</sub> Ново-Покурского месторождения

Рисунок 2.7 – Зависимость проницаемости ( $K_{пр}$ ) от эффективной пористости ( $K_{пэ}$ ) пласта ЮВ<sub>1</sub> Ново-Покурского месторождения



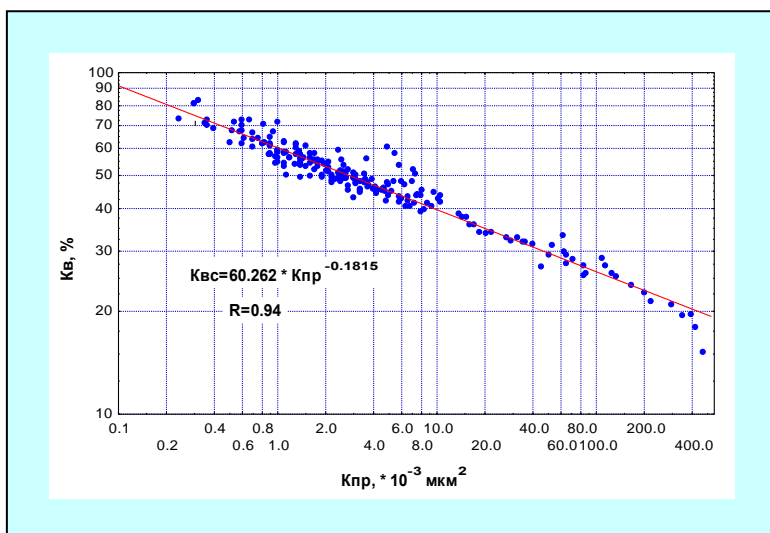


Рисунок 2.8 – Зависимость водоудерживающей способности ( $K_v$ ) от проницаемости ( $K_{пр}$ ) по образцам керна пласта ЮВ<sub>1</sub> Ново-Покурского месторождения

Исходя из корреляционных зависимостей (рис. 2.5-2.8) на Ново-Покурском месторождении все прослои продуктивных пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, имеющие граничные значения  $K_p \geq 12.0 \%$  и  $K_{пр} \geq 0.3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , были отнесены к коллекторам.

Предельные величины открытой пористости, проницаемости по продуктивным пластам ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> составляют следующие величины:

<i>Параметр</i>	Подсчет запасов нефти по состоянию	
	01.12.1986г.	01.12. 2003г.
	<i>Продуктивные пласты</i>	
	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> , ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> , ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>
<i><b><math>K_p</math></b></i>	<b>11.4 %</b>	<b>12.0 %</b>
<i><b><math>K_{пр}</math></b></i>	<b><math>0.3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2</math></b>	<b><math>0.3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2</math></b>

В данном отчете граничные значения открытой пористости, проницаемости были уточнены, по сравнению с предыдущим отчетом по подсчету запасов нефти и растворенного газа по состоянию на 01.12.1986г., за счет добавления новых данных кернового материала.

Выделение коллекторов и оценка их эффективной толщины в продуктивном разрезе Ново-Покурского месторождения проводилось по вышеприведенным граничным значениям параметров и по величине критического геофизического параметра  $\alpha_{пс}^{гp}$ .

Для разделения пород на коллекторы и неколлекторы необходимо установить количественные критерии геофизических параметров с учетом результатов опробования. Основным количественным критерием, которым широко пользуются при выделении коллекторов в терригенном разрезе, является граничное значение относительного параметра ПС -  $\alpha_{\text{пс}}^{\text{гр}}$ , характеризующего емкостно-фильтрационные свойства пород.

Минимальные значения геофизического параметра  $\alpha_{\text{пс}}$ , при которых получен приток флюида, определяют границу разделения коллекторов и неколлекторов.

Для нахождения границы “коллектор-неколлектор” по относительному параметру  $\alpha_{\text{пс}}$  для продуктивных пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> на Ново-Покурском месторождении поинтервальных опробований с низкими значениями относительного параметра  $\alpha_{\text{пс}}$ , к сожалению, почти отсутствуют.

Уточнение  $\alpha_{\text{пс}}^{\text{гр}}$  в настоящем отчёте по подсчёту запасов нефти проводилось следующим образом. По скважинам с наиболее полным комплексом ГИС были выделены коллекторы по прямым качественным признакам. Из выборки исключались плотные пласты и пласты толщиной менее 1.6 м. Всего было использовано данных по 200-м пластопересечениям, выделенных в произвольно выбранных скважинах: № 237Р, 239Р, 242Р, 243Р, 246Р, 250Р, 273Р.

Интегральные функции распределений  $\alpha_{\text{пс}}$  построены для коллекторов и неколлекторов юрских отложений, выделенных по прямым качественным признакам (рис.2.9).

Пересечение интегральных функций распределения  $\alpha_{\text{пс}}$  (рис. 2.9), построенных для коллекторов и неколлекторов выделенных по прямым качественным признакам даёт граничное значение  $\alpha_{\text{пс}}^{\text{гр}} = 0.40$  и хорошо согласуется с использовавшимся ранее граничным значением этого параметра. Доля ошибочных заключений выделения коллектора по

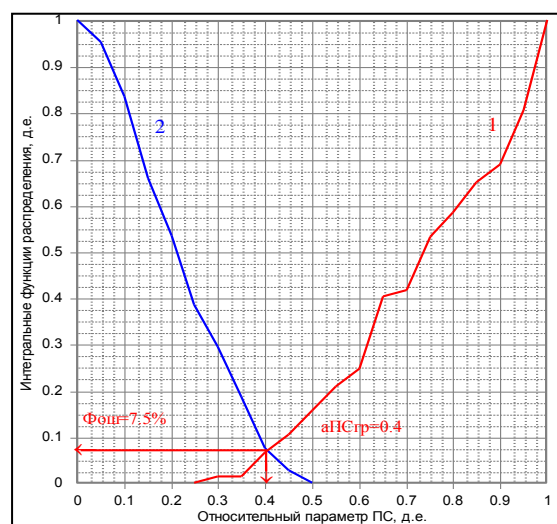


граничному значению  $\alpha_{\text{пс}}$  составляет 7.5%. что является приемлемым для подобного рода построений.

Так как по 14 разведочным скважинам, прошедшим экспертизу ГКЗ, не было проведено дополнительных исследований, влияющих на выделение эффективных толщин, данные по этим скважинам изменений не претерпели. Особых трудностей при выделении эффективных мощностей не было, то есть разрешающая способность применяемого комплекса ГИС для решения вышеизложенных задач удовлетворительная.

Для пласта Ач-БВ<sub>8</sub> использовалось значение  $\alpha_{\text{пс}}^{\text{гр}}=0.40$ , рекомендованное в [4]. Все вышеприведенные граничные константы позволяют с достаточной надежностью выделять эффективные толщины в разрезах скважин Ново-Покурского месторождения.

Рисунок 2.9 – Интегральные функции  
распределения  $\alpha_{\text{пс}}$  пласта ЮВ<sub>1</sub>  
Ново-Покурского месторождения  
Шифр кривых: 1-коллектор, 2-  
неколлектор



Выделение коллекторов осуществлялось по диаграммам ГИС, зарегистрированным в масштабе глубин 1:200, позволяющих определять границы пластов с точностью  $\pm 0.2$ . На рис. 2.10 - 2.12 приведены дифференциальные распределения эффективных нефтенасыщенных толщин по пластам Ач-БВ<sub>8</sub>, ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Все выделенные эффективные толщины в продуктивных пластах Ново-Покурского месторождения имеют коэффициенты пористости и проницаемости выше граничных.

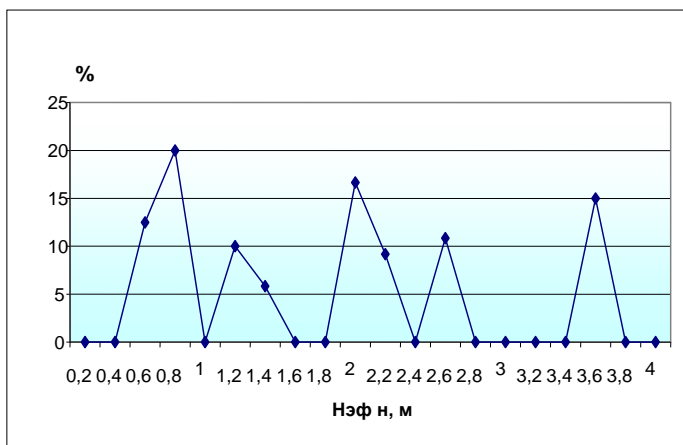


Рис. 2.10 – Дифференциальное распределение нефтенасыщенных эффективных толщин по пласту Ач- БВ<sub>8</sub>

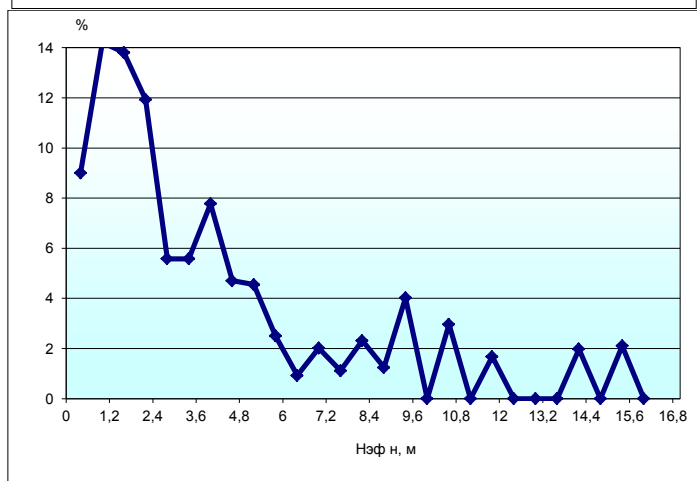


Рис. 2.11 – Дифференциальное распределение нефтенасыщенных эффективных толщин по пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>

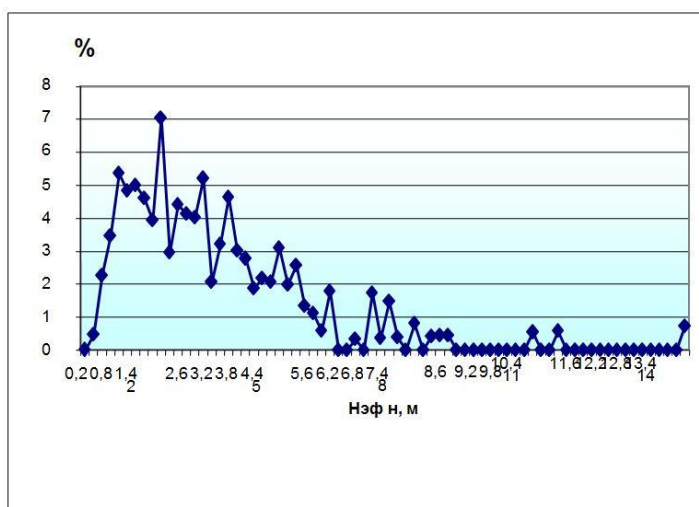


Рис. 2.12 – Дифференциальное распределение нефтенасыщенных эффективных толщин по пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>

### **3. НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ:**

#### **Результаты анализа геофизических исследований скважин на Ново-Покурском нефтяном месторождении**

##### **3.1 Актуальность и цель исследования**

Ново-Покурское нефтяное месторождение – интересный объект для геофизического исследования. Оно находится в области относительно пониженной плотности углеводородных ресурсов ХМАО, занимает равноудаленное положение относительно нефтяных гигантов – Самотлор, Мамонтовско+Усть-Балыкские и Федоровское+Сургутское. Ново-Покурское месторождение является начальным элементом (северо-западным) цепочки нефтяных месторождений «Киняминское – Ачимовское – Ледяное – Олень – Озерное». Эта цепочка нефтяных месторождений, равно как и ее юго-восточное окончание в границах Томской области, контролируются линейной и концентрической аномалиями магнитного поля, источник которых находится в доюрском фундаменте (Номоконова, Расковалов, 2007).

Продуктивность Ново-Покурского месторождения связана с Верхнеюрским и Ачимовским нефтегазовыми комплексами (НГК). Разделяет пласты названных комплексов баженовская свита, битуминозные глинисто-кремнисто-карбонатные породы которой являются нефтематеринскими (А. Конторович и др., 1975) и региональной суперпокрышкой (В. Конторович, 2002): пласты Ю1-1 и Ю1-2 (васюганская свита) располагаются стратиграфически ниже, а пласты Ач (мегионская свита) – выше баженовской свиты.

Ново-Покурское месторождение находится на ранней стадии разработки, характеризуется хорошей геолого-геофизической изученностью (ОАО НГК «СЛАВНЕФТЬ», ООО НПЦ «Тюменьгеофизика» и др.). В настоящей работе излагаются результаты анализа геофизических исследований скважин (ГИС), другой геолого-геофизической информации (сейсмические разрезы, результаты испытаний пластов, петрофизическое обеспечение интерпретации ГИС).

**Цель исследования** – найти геофизическое (и геологическое) различие в разрезах с разной продуктивностью пластов.

### 3.2 Результаты исследований

Анализ фондовых материалов позволяет заключить, что продуктивные пласты, относящиеся к разным нефтегазоносным комплексам, наиболее существенно различаются по следующим свойствам. Пласты горизонта Ач от пластов горизонта Ю1 отличаются: более низкими температурными градиентами – 3,15 °С/100м в сравнении с 4,0 °С/100м у пластов Ю1; фаціальными условиями образования – подножие морского склона и зоны турбититов у пластов Ачимовского НГК в сравнении прибрежно-морскими условиями горизонта Ю1, более низкой минерализацией пластовых вод, особенно в нефтенасыщенных пластах и др.

Что касается фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, то, в среднем, при близких интервалах открытой пористости (Кп) разные продуктивные пласты месторождения существенно различаются по проницаемости (Кпр). Результаты проведенного статистического анализа петрофизических измерений показали, что **наиболее проницаемыми являются пласты Ю1-1, наименее проницаемыми – ачимовские коллекторы и что основной причиной их разной проницаемости является их разная карбонатность** (рис.3.1). Пласт Ю1-2 занимает промежуточное положение.

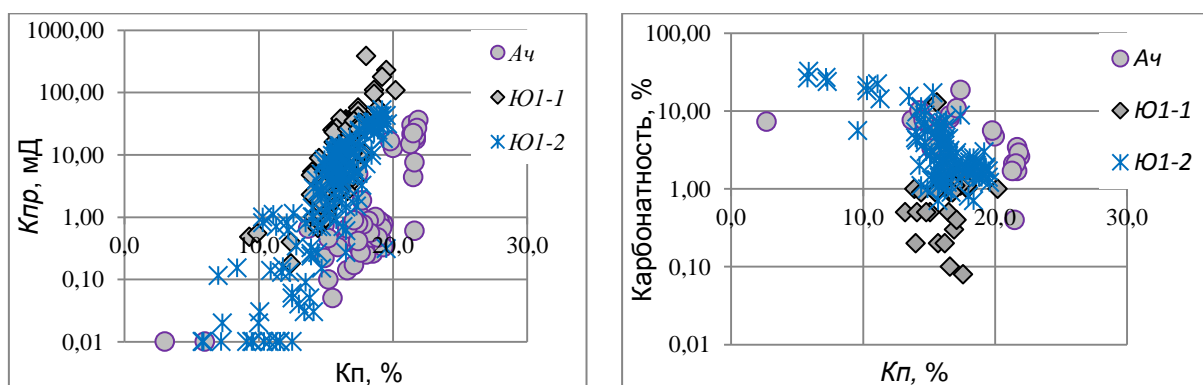


Рисунок 3.1 – Корреляционные связи в системе «Кп\_Кпр\_карбонатность»  
коллекторов пластов Верхнеюрского (Ю1-1, Ю1-2) и Ачимовского (Ач)  
НГК Ново-Покурского нефтяного месторождения

Имеющийся геофизический материал был систематизирован для  
выбора представительных групп разрезов (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Таблица результатов систематизации геолого-  
геофизических данных для работы над ВКР

№ скв	Наличие ГИС		Продуктивность пластов			Наличие на картах		Данные о пластах Кп, Кнг и др	Результаты испытаний	На схеме корреляций
	полный	сокращен	Ю1-1	Ю1-2	Б8-Ач	Разработки (+)	Других картах			
26	+		-	+		Ю1-1		+	+/-	
39	+		-	+		Ю1-1		+	+/+	
55	+		-	+		Ю1-1		+	+/+	
67	+		-	+				+	-/-	
114	+		-	+				+	-/-	
223П	+		+/-	+		Ю1-1		+	+/+	
224Р	+		-	-	+/-	Ю1-1		+	+/+/+	Гп11
225П	+		+	+		Ю1-1		+	+/+	Гп11,12
230П	+		-			Ю1-1		+	-/	
231П	+		+/-			Ю1-1		+	+	Гп11
234Р	+		-					+	-/	
237Р	+			+		Ю1-1		+	+	Гп11
238Р	+		+/-	+		Ю1-1		+	+/+	
239Р	+		-			Ю1-1		+	-/	
240Р	+		-	-		Ю1-1		+	+/+	
241Р	+		-	-				+	+/+	
243П	+		+/-		-			+	+/- /+	Гп11
244Р	+		-					+	-	
245Р	+		-		+	Ю1-1		+	+/- /+	Гп11
246Р	+		-	-	-	Ю1-1		+	+/-/+	Гп11
248	+			+		Ю1-1		+	-	
250Р	+		-	-				+	+/+	Гп11,12
271П	+		+		-	Ю1-1		+	-/-	Гп11
272П	+		+/-	+/-	-	Ю1-1		+	+/-/+	
273Р	+		-	+		Ю1-1		+	-/+	
277Р	+		-	-				+	+/-	
279Р	+		+			Ю1-1		+	+	
283Р	+			-				+	+	
284Р	+		н/я	+	+			+	-/+/-	Гп11
291Р	+		-	+				+	+/-	
294Р	+		+/-	+	+			+	+/+/-	
299Р	+		-	+		Ю1-1		+	+/-	

300П	+		+/-	+				+	-/-	
302Р	+		+	+				+	+/+	
320	+		+/-	+		Ю1-2		+	-/-	
1187	+		-	+				+	-/-	
1193	+		+	+				+	+/+	
			+нефть						1-1/1-2/ач	
			-вода							

Для анализа данных геофизических исследований были выбраны три скважины, отличающиеся разной продуктивностью пластов. В скважине 250, находящейся на западном фланге месторождения, все три пласта являются водонасыщенными. Скважина 225 вскрыла пласт Ю1-1 с довольно высоким притоком нефти (43,8 м<sup>3</sup>/сут) и пласт Ю1-2 с меньшим (на порядок) нефтяным притоком. В скважине 245 продуктивным является ачимовский пласт (5,8 м<sup>3</sup>/сут), при испытании пласта Ю1-1 получена вода с нефтью.

Данные ГИС верхнеюрской части разреза 250 и 225 скважин приведены на рис. 3.2.

Скважина 250 вскрыла Баженовскую, Георгиевскую и Васюганскую свиты. На разрезе представлены методы ПС, ИК, ПЗ, ГК, НКТ.

Баженовская свита.

Выделяется на интервале 2862–2879,4 м. Характеризуется высокими значениями ПС (90–105 мВ), очень низкой электропроводностью по ИК (5–20 мСм/м), очень высоким удельным электрическим сопротивлением по ПЗ (от 70 до 100 Ом\*м и более), высокой радиоактивностью по ГК (от 17 до 45 мкР/ч), низкими значениями НКТ (от 2 до 5 у.е.).

Георгиевская свита.

Выделяется на интервале 2879,4–2880,7 м. Характеризуется высокими значениями ПС (105 мВ), очень высокой электропроводностью по ИК (300 мСм/м), очень низким удельным электрическим сопротивлением по ПЗ (5 Ом\*м), высокой радиоактивностью по ГК (более 17 мкР/ч), пониженными значениями НКТ (от 3 до 6 у.е.)

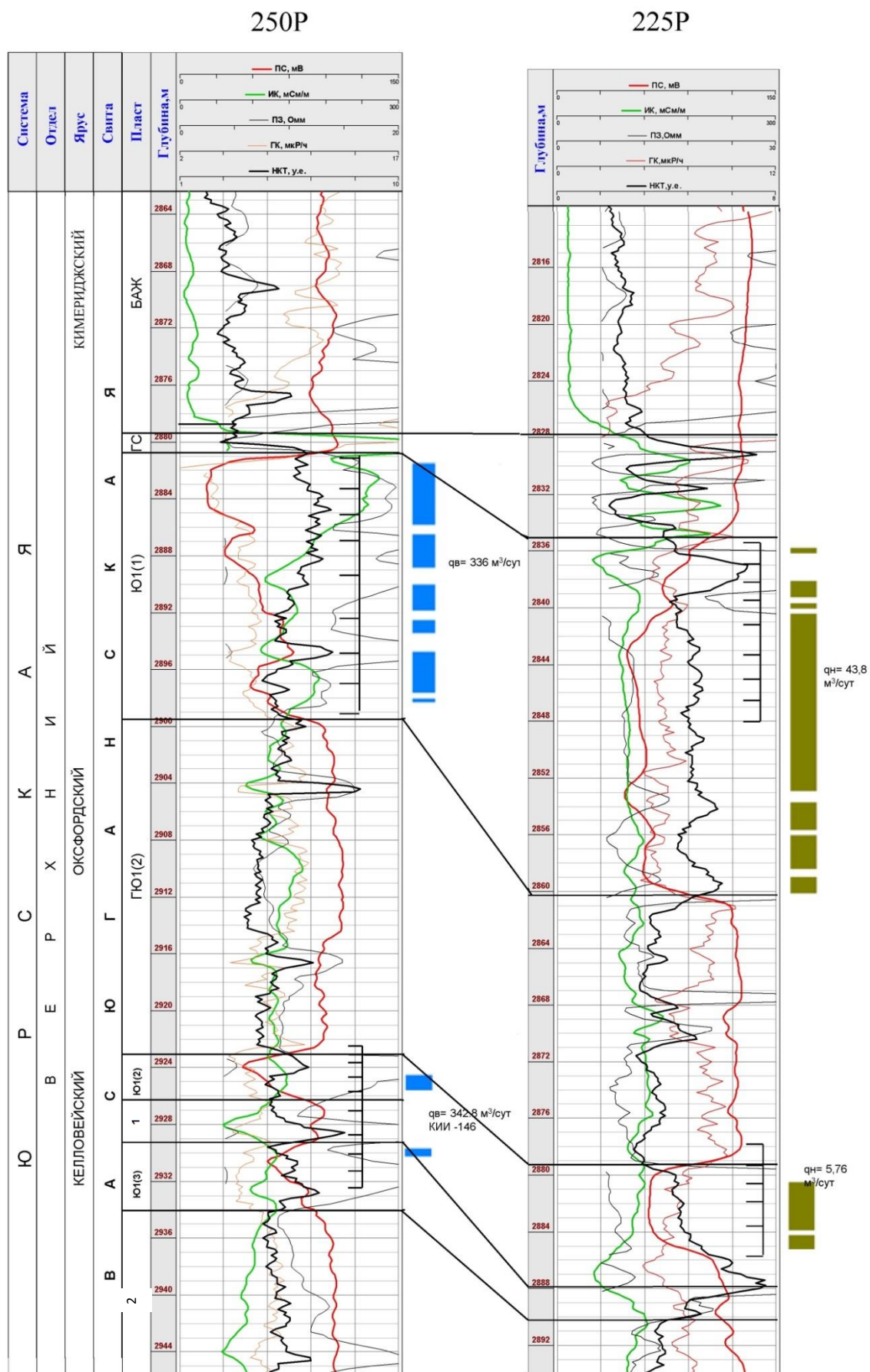


Рисунок 3.2 – Данные ГИС верхнеюрской части разреза 250 и 225 скважин

Скважина 250 вскрыла Баженовскую, Георгиевскую и Васюганскую свиты. На разрезе представлены методы ПС, ИК, ПЗ, ГК, НКТ.

Васюганская свита.

Выделяется на интервале 2880,7–2951 м.

Пласт Ю1(1) водонасыщенный по результатам испытаний ( $q_v=336$  м<sup>3</sup>/сут), характеризуется пониженными значениями ПС (20–75 мВ), повышенной электропроводностью по ИК (120–270 мСм/м), высоким удельным электрическим сопротивлением по ПЗ (от 12 до 20 Ом\*м), низкой радиоактивностью по ГК (от 3 до 6 мкР/ч), значениями НКТ (от 5 до 7 у.е.). В пласте Ю1(1) на интервале 2894–2895,3 присутствует карбонатизированный прослой отличающийся пониженными значениями ИК (110 мСм/м) и ГК (4 мкР/ч) и высокими значениями ПЗ (до 20 Ом\*м) и НКТ (до 7,5 у.е.)

Пласт ГЮ1(2) характеризуется высокими значениями ПС (105–110 мВ), электропроводностью по данным ИК (от 90 до 160 мСм/м), пониженным удельным электрическим сопротивлением по ПЗ (7–10 Ом\*м), пониженной радиоактивностью по ГК (более 7–10 мкР/ч), значениями НКТ (от 4 до 6 у.е.). В пласте ГЮ1(2) на интервалах 2903,8–2904,8 и 2916–2917 присутствуют два карбонатизированных прослоя отличающиеся пониженными значениями ИК и ГК (4–5 мкР/ч) и высокими значениями ПЗ (до 16 Ом\*м) и НКТ (до 8 у.е.)

Пласт Ю1(2) водонасыщенный по результатам испытаний ( $q_v=342,8$  м<sup>3</sup>/сут), характеризуется пониженными значениями ПС (45 мВ), повышенной электропроводностью по ИК (до 145 мСм/м), очень высоким удельным электрическим сопротивлением по ПЗ (более 20 Ом\*м), пониженной радиоактивностью по ГК (5–6 мкР/ч), значениями НКТ (от 4,5 до 6,5 у.е.). В пласте Ю1(2) на интервале 2923–2924,5 м находится карбонатный прослой.

Пласт 1 характеризуется повышенными значениями ПС (100 мВ), низкой электропроводностью по ИК (от 60 до 120 мСм/м), удельным электрическим сопротивлением по ПЗ от 11 до 20 Ом\*м, пониженной радиоактивностью по ГК (4–7 мкР/ч), повышенными значениями НКТ (от 4,5 до 7,5 у.е.). На интервале 2927,7–2929 м находится карбонатный прослой.



Пласт Ю1(3) водонасыщенный по результатам испытаний, характеризуется пониженными значениями ПС (от 60 до 90 мВ), повышенной электропроводностью по ИК (100–125 мСм/м), высоким удельным электрическим сопротивлением по ПЗ (14–20 Ом\*м), пониженной радиоактивностью по ГК (4–6 мкР/ч), значениями НКТ (от 4,5 до 6,5 у.е.). На интервале 2932–2933 м находится карбонатный прослой.

Пласт 2 характеризуется высокими значениями ПС (105 мВ), пониженной электропроводностью по ИК (от 60 до 120 мСм/м), низким удельным электрическим сопротивлением по ПЗ (9–13 Ом\*м), пониженной радиоактивностью по ГК (6–8 мкР/ч), значениями НКТ (от 4,5 до 5,5 у.е.). На интервале 2943,7–2944,8 м находится карбонатный прослой.

Данные ГИС верхнеюрской части разреза 225 скважины приведены на рис. 3.2.

Скважина 225 вскрыла Баженовскую, Георгиевскую и Васюганскую свиты. На разрезе представлены методы ПС, ИК, ПЗ, ГК, НКТ.

#### Баженовская свита

Выделяется на интервале 2814–2827,9 м. Характеризуется высокими значениями ПС (125–135 мВ), очень низкой электропроводностью по ИК (15 мСм/м), очень высоким удельным электрическим сопротивлением по ПЗ (от 150 Ом\*м и более), очень высокой радиоактивностью по ГК (от 12 до 60 мкР/ч и выше), пониженными значениями НКТ (от 2 до 3 у.е.).

#### Георгиевская свита

Выделяется на интервале 2827,9–2835 м. Характеризуется высокими значениями ПС (120–130 мВ), очень высокой электропроводностью по ИК (до 220 мСм/м), удельным электрическим сопротивлением по ПЗ от 6 до 24 Ом\*м, повышенной радиоактивностью по ГК (от 7 до 10 мкР/ч), значениями НКТ (от 2 до 7 у.е.)

На интервале 2831–2832 м находится карбонатный прослой.

В отличие от скв. 250Р мощность георгиевской свиты вскрытой скважиной 225Р гораздо больше (7,1 м против 1,3 м в скв. 250Р).

Васюганская свита

Выделяется на интервале 2835–2894 м.

Пласт Ю1(1) нефтенасыщенный по результатам испытаний ( $q_n=43,8$  м<sup>3</sup>/сут), характеризуется пониженными значениями ПС (45–60 мВ), пониженной электропроводностью по ИК (50–120 мСм/м), очень высоким удельным электрическим сопротивлением по ПЗ (более 30 Ом\*м), низкой радиоактивностью по ГК (от 5 до 7 мкР/ч), значениями НКТ (от 5 до 7 у.е.).

В пласте Ю1(1) на интервалах 2836–2838,4; 2853–2854; 2858–2859,8 присутствуют карбонатизированные прослои отличающийся пониженными значениями ИК (50 мСм/м) и ГК (5 мкР/ч) и высокими значениями ПЗ (более 30 Ом\*м) и НКТ (до 7 у.е.)

В отличие от скв. 250Р удельное электрическое сопротивление нефтенасыщенного пласта вскрытого скважиной 225Р гораздо больше, чем удельное электрическое сопротивление водонасыщенного пласта.

Пласт ГЮ1(2) характеризуется высокими значениями ПС (120–125 мВ), электропроводностью по данным ИК (от 90 до 140 мСм/м), пониженным удельным электрическим сопротивлением по ПЗ (8–12 Ом\*м), повышенной радиоактивностью по ГК (более 7–9,5 мкР/ч), пониженными значениями НКТ (от 3 до 4 у.е.)

В пласте ГЮ1(2) на интервалах 2867–2868 и 2869,2–2870,2 присутствуют два карбонатизированных прослоя отличающиеся пониженными значениями ИК и ГК (5–6 мкР/ч) и высокими значениями ПЗ (более 30 Ом\*м) и НКТ (до 5 у.е.)

Пласт Ю1(2) нефтенасыщенный по результатам испытаний ( $q_n=5,76$  м<sup>3</sup>/сут), характеризуется пониженными значениями ПС (60 мВ), пониженной электропроводностью по ИК (от 55 до 120 мСм/м), очень высоким удельным электрическим сопротивлением по ПЗ (более 30 Ом\*м), пониженной радиоактивностью по ГК (5–7 мкР/ч), значениями НКТ (от 4,5 до 6,5 у.е.). Также как и пласт Ю1(1), пласт Ю1(2) обладает более высоким удельным электрическим сопротивлением относительно водонасыщенной части пласта

Ю1(2) вскрытой скважиной 250Р. В пласте Ю1(2) на интервале 2986–2888,5 м находится карбонатный прослой.

Пласт 1 характеризуется повышенными значениями ПС (110 мВ), электропроводностью по ИК 120 мСм/м, удельным электрическим сопротивлением по ПЗ от 19 до 21 Ом\*м, пониженной радиоактивностью по ГК (6,5 мкР/ч), повышенными значениями НКТ (от 4,5 до 7,5 у.е.).

Пласт Ю1(3) характеризуется повышенными значениями ПС (125 мВ), электропроводностью по ИК (100–120 мСм/м), низким удельным электрическим сопротивлением по ПЗ (10–14 Ом\*м), пониженной радиоактивностью по ГК (7 мкР/ч), значениями НКТ (от 3 до 3,5 у.е.).

Данные ГИС верхнеюрской части разреза названных скважин приведены на рис.3.3. Результаты анализа этих материалов кратко сводятся к следующему.

Пласт Ю1-1 в разрезах скважин выделяется как коллектор: глубокие отрицательные аномалии метода самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной радиоактивности (ГК), повышение показаний нейтронного каротажа (НКТ) и методов сопротивления (ПЗ), понижение электропроводности (ИК) в зависимости от характера насыщения (рис. 3.3). Георгиевская свита в классическом виде отображается в данных ГИС только в непродуктивной скважине (отрицательная аномалия НКТ и положительная ИК). Баженовская свита в изученных разрезах – интенсивная комплексная геофизическая аномалия: высокая радиоактивность, низкая электропроводность, отличные от вмещающих пород показания нейтронного каротажа.

Характерной особенностью разрезов Ново-Покурского месторождения является закономерное, зависящее от продуктивности разреза проявление карбонатизации пород. Карбонатизированные интервалы разреза уверенно выделяются в показаниях ГИС: отрицательные аномалии ГК и ИК, положительные НКТ и ПЗ. Карбонатизация пород проявляется как послойная, например, в кровельной части пласта Ю1-1 скв. 225, так и

захватывающая значительные интервалы разреза, например породы баженовской свиты в скважине 245 (рис. 3.3). Выявлены следующие закономерности проявления по геофизическим данным процесса карбонатизации пород Ново-Покурского нефтяного месторождения.

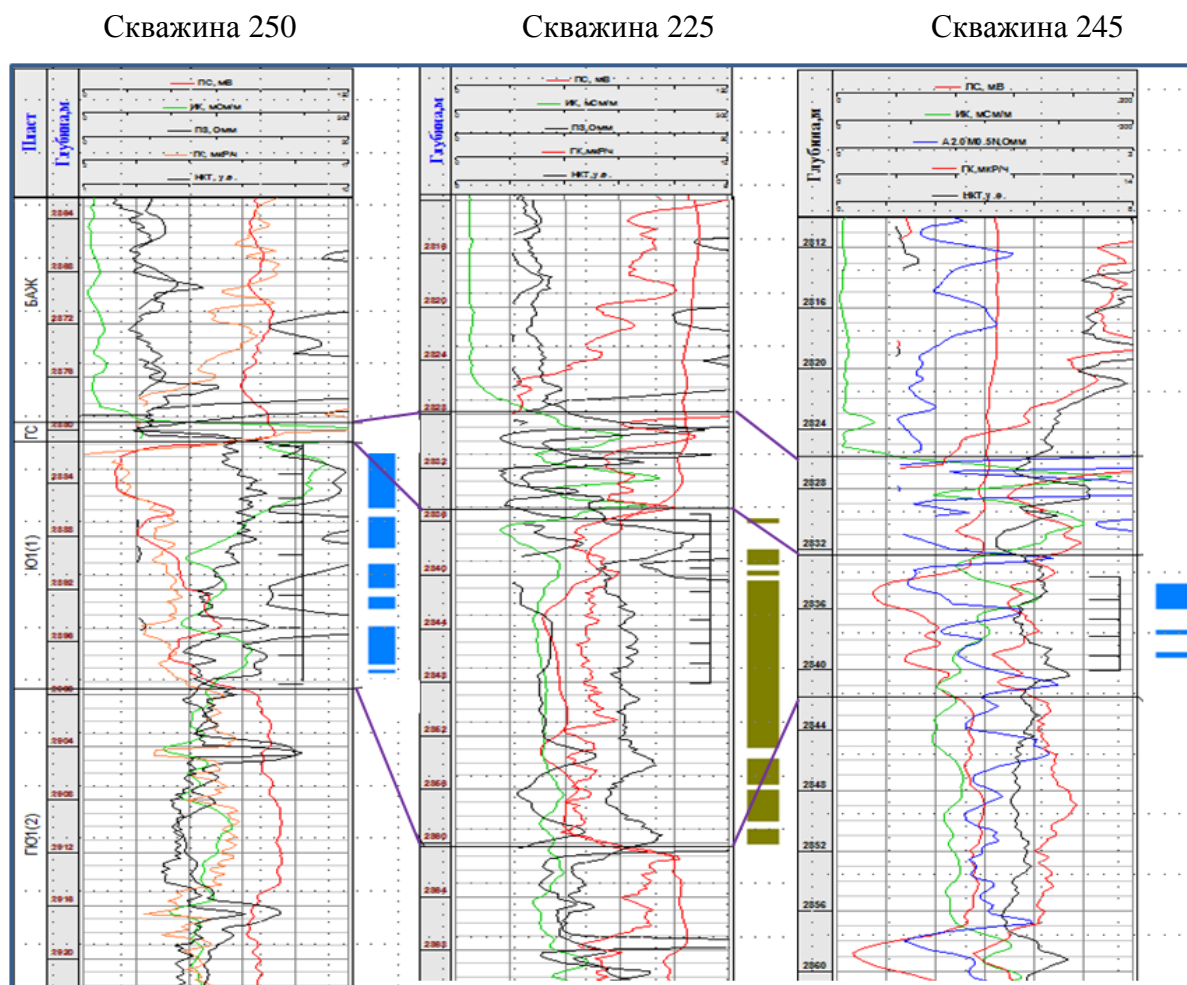


Рисунок 3.3 – Результаты геофизических исследований верхнеюрского разреза в скважинах с разной продуктивностью пласта Ю1-1 Ново-Покурского нефтяного месторождения

Карбонатизация пласта Ю1-2, как правило, выше, чем пласта Ю1-1.

Максимальная карбонатизация аргиллитов георгиевской свиты, отделяющей горизонт Ю1 от нефтематеринских пород баженовской свиты, имеет место в скв. 225 с продуктивным пластом Ю1-1. В непродуктивной скважине 50 георгиевская свита, судя по данным ГИС, представлена чистыми некарбонатизированными аргиллитами.

Баженовская свита в разрезе с продуктивным Ачимовским НГК (скв. 245) отличается: аномально высокими показаниями НГК и ГК при аномально низкой электропроводности пород. Такие особенности нельзя объяснить только карбонатизацией пород свиты - при этом процессе радиоактивность пород уменьшается. Скорее всего, если этот процесс и развивался, то по **высокорadioактивным породам, то есть содержащим повышенное количество керогена. Аномально низкая электропроводность пород баженовской свиты может указывать также на их нефтенасыщенность (сланцевая нефть).**

В разрезах с нефтеносным Ачимовским НГК, в том числе в разрезе скв. 245, аномальной геофизической неоднородностью характеризуются нижние части мегинской свиты в интервале от кровли баженовской до пластов Ач. По совокупности геофизических признаков – это интервал карбонатизированных пород. В непродуктивных разрезах выше баженовской свиты развиты однородные отложения с геофизической характеристикой аргиллитов.

*Таким образом,* по результатам исследований **продуктивность пластов на Ново-Покурском месторождении зависит от их расположения относительно нефтематеринских пород баженовской свиты, а также от того, на какой интервал разреза приходится развитие карбонатизации пород, ухудшающей изоляционные свойства аргиллитов, отделяющих баженовскую свиту от пластов-коллекторов.**

## **Заключение.**

Ново-Покурское нефтяное месторождение, выбранное объектом исследования в дипломной работе, является в определенном смысле уникальным геолого-геофизическим образованием. Находясь в окружении гигантских по запасам нефтяных месторождений с большим вертикальным размахом нефтегазоносности, Ново-Покурское нефтяное месторождение отличается уникальным интервал нефтеносности: Ачимовский и Верхнеюрский нефтегазоносные комплексы, пласты которых размещены стратиграфически выше и ниже баженовской свиты, обладающей нефтематеринским потенциалом. Таким образом, Ново-Покурское месторождение может служить своего рода полигоном для выяснения вопроса: **при каких условиях реализуются нефтематеринские свойства баженовской свиты и как это отображается в данных геофизических исследований скважин?**

По результатам проведенного в дипломной работе анализа петрофизических лабораторных измерений и геофизических исследований скважин можно сделать следующие основные выводы.

- Определяющим геологическим процессом на месторождении является карбонатизация, изменяющая физические свойства пластов-коллекторов и покрышек. Карбонатизация ухудшает проницаемость коллектора и увеличивает проницаемость покрышек (ухудшает их изоляционные свойства).

- Нефтенасыщенность пластов зависит от того, на какой интервал конкретного разреза пришлась максимальная карбонатизация, «обеспечивающая доступ» нефти из баженовской свиты к пластам-коллекторам.

- Физические параметры баженовской свиты в одной из исследованных скважин, аномально высокая радиоактивность и аномально низкая электропроводность, позволяют прогнозировать нефтенасыщенность пород самой баженовской свиты (сланцевая нефть).

### **Список используемой литературы:**

1. Островская К.В. и др. Отчет по теме «Подсчет запасов нефти и растворенного газа Ново-Покурского месторождения Нижневартовского района Тюменской области по состоянию на 1.12.1986г. Тюмень,1987г.-265с.
2. Дахнов В.Н., Вендештейн Б.Ю., Резанов Р.А. Временное методическое руководство по определению подсчетных параметров геофизическими методами для подсчета запасов нефти и газа. Москва, изд. МИНХиГП,1979.
3. Вендештейн Б.Ю., Козяр В.Ф., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов. Калинин, 1990.
4. Мамяшев В.Г., Строянецкая Г.Е., Самсонова Н.А. Отчет по теме «Совершенствование петрофизического обеспечения геологической интерпретации данных ГИС с целью определения подсчетных параметров по объектам работ ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (Ново-Покурское месторождение). - Москва,2001.
5. Методические указания по проведению геофизических исследований поисково-разведочных нефтегазовых скважин в Западной Сибири и геологической интерпретации полученных материалов. – Калинин, 1986.-111с.
6. Сурков В.С., Смирнов Л.В., Казаков А.М., Крамник В.Н. Раннетриасовый рифтогенез и особенности формирования нефтегазоносных комплексов Западно-Сибирского бассейна // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-востока России.- Томск, 2000. – С.114-115.
7. Ахияров В.Х. Система комплексных геолого-геофизических исследований полимиктового разреза поисковых и разведочных

скважин Западной Сибири. Диссертация на соискания ученой степени доктора Г. М. Н. Москва, 1985.

8. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах РД 153-39.0-072-01
9. Таужнянский Г.В. Разработка методики определения коэффициента нефтегазонасыщенности полимиктовых коллекторов по данным каротажа и керна базовых скважин, пробуренных на безводных растворах. Автореферат на соискание ученой степени КГ-МН. Москва, 1983.
10. Конторович А.Э., Ильина В.И., Москвин В.Н. и др. Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений верхней юры Нюрольского осадочного суббассейна (Западно-Сибирского) // Геология и геофизика. – 1995.-Т. 36. - №6. – С.100-116.
11. Западный геологический проект разведки Кетовского, Ново-Покурского, Покамасовского, Южно-Покамасовского и Северо-Островного месторождений нефти.- Мегион,1999.-192с.